

INFORMACIÓN DE PRENSA

Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2014

- ***La utilidad neta y el Ebitda aumentaron frente al cuarto trimestre de 2013, pero se vieron afectados por la menor producción, la disminución en precios de venta y el aumento en costos variables.***

- ***Las compañías filiales del Grupo Empresarial reportaron mayores utilidades.***

- ***Se obtuvo un descrubrimiento de hidrocarburos en Colombia.***

BOGOTÁ, abril 30 de 2014. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados[1], tanto consolidados como no consolidados, para el primer trimestre del año 2014, preparados y presentados en pesos colombianos (COL$) de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia.

Resultados financieros más relevantes de Ecopetrol S.A.

No consolidado

(Millardos de COL$)	I trim. 14 *	IV trim. 13*	Cambio %	I trim. 13*	Cambio % **
Ventas Totales	15,741.7	16,201.3	(2.8%)	14,771.8	6.6%
Utilidad Operacional	4,552.6	4,077.4	11.7%	5,145.3	(11.5%)
Utilidad Neta	3,225.9	2,629.7	22.7%	3,495.7	(7.7%)
Utilidad por acción (COL$)	78.46	63.96	22.7%	85.02	(7.7%)
EBITDA	7,704.6	5,268.4	46.2%	7,746.0	(0.5%)
Margen EBITDA	49%	33%		52%	

Consolidado

(Millardos de COL$)	I trim. 14 *	IV trim. 13*	Cambio %	I trim. 13*	Cambio % **
Ventas Totales	18,262.0	17,960.2	1.7%	16,745.7	9.1%
Utilidad Operacional	5,882.8	4,209.7	39.7%	5,553.9	5.9%
Utilidad Neta	3,287.4	2,426.5	35.5%	3,411.7	(3.6%)
EBITDA	7,793.0	4,901.4	59.0%	7,596.5	2.6%
Margen EBITDA	43%	27%		45%	

* No auditado
** Entre el I trim. de 2014 y el I trim. de 2013

[1] Algunas cifras explicativas en este reporte están expresadas en dólares de los Estados Unidos (US$) y así se indica cuando corresponde. Las tablas que se presentan en el reporte han sido redondeadas a un decimal. Las cifras expresadas en millardos de COL$ equivalen a COL$1 mil millones. Algunas cifras de 2013 han sido reclasificadas con el fin de hacerlas comparables con las del año 2014.

En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Javier Gutiérrez:

"Los resultados financieros del primer trimestre de 2014 fueron mejores que los del cuarto trimestre de 2013. Tanto la utilidad neta no consolidada como el Ebitda crecieron 22.7% y 46.2% respectivamente.

Los resultados del primer trimestre de 2014 reflejaron unas difíciles condiciones de entorno: afrontamos 33 atentados a la infraestructura y repetidos bloqueos por parte de comunidades en distintas partes del país. A la fecha reportamos retrasos en la ejecución de algunos proyectos de exploración y producción por estas causales. En el frente de transporte, la operación del Oleoducto Bicentenario se encuentra interrumpida desde el 20 de febrero y la del Oleoducto Caño Limón-Coveñas desde el 25 de marzo. Como consecuencia de lo anterior, la producción promedio fue de 765.7 kbped disminuyendo 3.2% frente al primer trimestre del 2013 y 1.8% respecto al último trimestre del 2013.

Los precios de venta en dólares de crudos, productos y gas disminuyeron 8.1%, 5.2% y 16.3% respectivamente frente al primer trimestre de 2013, como resultado de las condiciones de mercado.

Los costos variables reflejan las tarifas de transporte bajo el esquema de centro de beneficio, el mayor costo de transporte por carrotanques, mayores compras de diésel de bajo contenido de azufre y diluyente, entre otros.

Se resaltan los buenos resultados de las compañías del Grupo Empresarial en los segmentos de Transporte y de Exploración & Producción, las últimas con un crecimiento de 5.0% en la producción.

Tuvimos varios hechos destacados durante el trimestre, tales como el descrubrimiento en el pozo Tibirita 1A en los Llanos Orientales, las ofertas más competitivas presentadas por 11 bloques en el Lease 231 en el Golfo de Mexico (EE.UU.), la expansión de 55 mil barriles de capacidad en el sistema de transporte San Fernando – Monterrey, el avance a 89% en el proyecto de Modernización en Reficar y las dos patentes en Colombia para la producción de biocombustibles. También destacamos los avances en proyectos como el inicio del piloto de inyección de agua en el campo Galán y el piloto de inyección de químicos en el campo Yariguí.

Estamos adelantando las iniciativas para mejorar las condiciones de la operación y el avance en el plan de inversiones, las cuales incluyen una estrecha coordinación y cooperación con entidades estatales tales como las Fuerzas Militares, el Ministerio de Trabajo y los Gobiernos Locales. Adicionalmente hemos designado un equipo multidisciplinario cuyo objetivo es priorizar y viabilizar las acciones para ejectuar los proyectos requeridos.

Seguimos comprometidos en adelantar nuestros planes estratégicos, superar las condiciones de entorno y avanzar con los proyectos que nos permitirán continuar con el crecimiento."

Ecopetrol presenta sus resultados para el primer trimestre del año 2014

Tabla de contenido

I. Resultados Financieros Individuales

a. Disponibilidad de crudo, gas y productos

La disponibilidad de crudo, gas y productos de Ecopetrol S.A. se resume en los siguientes volúmenes producidos y comprados:

Ecopetrol S.A. (no consolidado)*

1) Crudo (kbpd)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %
(+) Producción Neta**	504.4	524.3	(3.8%)
(+) Compras***	180.0	197.6	(8.9%)
(+) Diluyente	78.7	64.7	21.6%
Total	**763.1**	**786.6**	**(3.0%)**

2) Gas (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %
(+) Producción Neta**	107.3	102.7	4.5%
(+) Compras***	2.2	10.9	(79.8%)
Total	**109.5**	**113.6**	**(3.6%)**

3) Productos (kbd)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %
(+) Producción	227.0	219.7	3.3%
(+) Compras Nacionales	12.2	14.0	(12.9%)
(+) Importaciones	121.2	100.4	20.7%
Total	**360.4**	**334.1**	**7.9%**

*No incluye variación de Delta de Inventarios
**No incluye regalías
*** Incluye compras de regalías a la ANH, regalías de Ecopetrol y otras compañías y compras nacionales a terceros

Los principales hechos del primer trimestre del año 2014 fueron:

- Menor producción de crudo (-19.9 kppd): ver explicación en la página 19.
- Menores compras de crudo (-17.6 kbpd):
  - Menores compras de regalías como consecuencia de una menor producción en el país.
  - Menores compras a terceros debido a: 1) menor capacidad de transporte en el sur del país y 2) problemas operacionales en campos de producción de crudo de terceros.
- Menores compras de gas (-8.7 kbped):
  - Menores compras de regalías de acuerdo con la Resolución No. 877 del 25 de septiembre de 2013 que establece el recaudo en dinero de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de gas.
  - Menores compras a terceros debido a: 1) menor disponibilidad de gas del campo Payoa operado por Petrosantander y 2) mayor cantidad de gas propiedad de Ecopetrol para comercializar.
- Menores compras locales de productos refinados (-1.8 kbpd): menor disponibilidad de combustibles de Reficar como resultado de la apagada de la refinería actual desde el 3 de marzo.
- Mayores importaciones (+20.8 kbpd) de los siguientes productos:
  - Diluyente: 1) aumento de inventarios, y 2) menores entregas de nafta producida en Barrancabermeja por mayor producción de gasolina y jet.
  - Diesel y Jet: mayor demanda en Colombia.
  - Petroquímicos e Industriales: importaciones de Xileno, Arotar y Bases Lubricantes para abastecimiento del mercado local.

b. Ventas volumétricas

Ecopetrol S.A. (sin consolidar)
Volumen de ventas

Volumen de venta local (kbped)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Crudo	56.2	22.9	145.4%
Gas Natural	80.4	59.9	34.2%
Gasolinas	71.5	70.6	1.3%
Destilados Medios	118.6	111.1	6.8%
GLP y Propano	15.0	14.2	5.6%
Combustóleo	3.4	1.9	78.9%
Industriales y Petroquímicos	16.1	11.9	35.3%
Total venta local	**361.2**	**292.5**	**23.5%**

Volumen de Exportación (kbped)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Crudo	448.7	432.8	3.7%
Productos	58.0	56.3	3.0%
Gas Natural	19.8	21.6	(8.3%)
Total venta de exportación	**526.5**	**510.7**	**3.1%**

Volumen Zona Franca (kbped)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Crudo	38.0	76.0	(50.0%)
Productos	2.7	3.0	(10.0%)
Gas Natural	5.4	3.2	68.8%
Total Zona Franca	**46.1**	**82.2**	**(43.9%)**
Total volumen vendido	**933.8**	**885.4**	**5.5%**

b.1) *Mercado en Colombia (44% de las ventas totales en el primer trimestre de 2014, 39% excluyendo las ventas a Zona Franca):*

El aumento de 23.5% en el volumen de ventas locales en el primer trimestre de 2014 se explica principalmente por:

- Crudo (+33.3 kbpd): mayor venta a las filiales Hocol y Equión, aprovechando sinergias de transporte.
- Gas (+20.5 kbped): 1) mayor disponibilidad de gas por efecto del esquema de monetización de regalías, 2) mayor generación térmica por altos precios de energía, y 3) mayores ventas al sector industrial.
- Destilados medios (+7.5 kbpd): aumento en la demanda de diesel y jet.
- Petroquímicos e Industriales (+4.2 kbpd): mayores ventas de asfalto.

b.2) *Mercado internacional (56% de las ventas totales en el primer trimestre de 2014, 61% incluyendo ventas a Zona Franca):*

El aumento de 3.1% en el volumen exportado durante el primer trimestre de 2014 se explica principalmente por el efecto neto de:

- Crudo (+15.9 kbpd): aumentó la disponibilidad de crudo para exportar debido a las menores entregas a Reficar por la parada de la Unidad de Crudo, última planta en operación de la refinería actual, desde marzo 3 de 2014.

- Productos (+1.7 kbpd): mayor producción de fuel oil en la refinería de Barrancabermeja debido a mayor carga.
- Gas (-1.8 kbped): mayor despacho térmico al interior del país y menor disponibilidad de gas de Gibraltar y Guajira.

Sin embargo los volúmenes de venta a zonas francas disminuyeron 43.9% principalmente por:

- Crudo (-38.0 kbpd): apagada general de la refinería de Cartagena para asegurar la culminación mecánica de la nueva refinería en diciembre de 2014.

En cuanto a exportaciones, los principales destinos reflejan el avance en la estrategia de diversificación de mercados aumentando la participación de Asia y Europa especialmente en crudo.

Respecto a productos se destaca el surgimiento de mercados como la Costa del Golfo y Costa Oeste de EE.UU. para el Fuel Oil, como resultado de un mayor dinamismo del sector de Transporte Marítimo.

Exportaciones por destino - Crudos

Destino	I. trim 2014	I. trim 2013
Asia	44.4%	34.2%
Costa del Golfo EE.UU.	25.4%	41.7%
Europa	14.4%	7.6%
Costa Oeste EE.UU.	11.2%	7.0%
América Central / Caribe	2.5%	3.5%
América del Sur	2.1%	4.7%
Costa Atlántica EE.UU.	0.0%	1.3%
	100.0%	**100.0%**

Exportaciones por destino - Productos

Destino	I. trim 2014	I. trim 2013
América Central / Caribe	36.5%	38.5%
Asia	24.8%	45.2%
Costa Oeste EE.UU.	14.2%	0.0%
Costa Atlántica EE.UU.	13.6%	16.3%
Costa del Golfo EE.UU.	10.8%	0.0%
América del Sur	0.1%	0.0%
	100.0%	**100.0%**

c. Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas

Precios de referentes de crudos (Promedio Periodo, US$/Bl)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %	Cambio $
Brent	107.9	112.8	(4.3%)	($ 4.9)
MAYA	89.3	102.7	(13.0%)	($ 13.4)
WTI	98.7	96.5	2.3%	$ 2.2

Precios de venta (US$/Bl)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %	Cambio $	Volumen Venta (kbped)
Canasta de venta de Crudos	94.4	102.7	(8.1%)	(8.3)	542.9
Canasta de venta de Productos	108.3	114.3	(5.2%)	(6.0)	285.1
Canasta de venta de Gas	27.7	33.1	(16.3%)	(5.4)	105.6

Crudos:

Entre el primer trimestre de este año y el mismo periodo del año anterior, el precio de venta de la canasta de crudo se redujo en US$8.3/Bl como resultado principalmente de:

- Menor precio de los crudos pesados e intermedios (el crudo Maya cayó US$13.5/Bl y el Brent cayó US$4.8/bl) por aumento en la disponibilidad de crudos canadienses en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Los precios de crudos intermedios también estuvieron presionados a la baja por la recuperación de exportaciones de Irán y el desarrollo de nuevos campos en Irak.

La canasta de exportación de crudos de Ecopetrol estuvo referenciada a Brent (66%) y Maya (34%).

Productos:

Durante el primer trimestre de 2014 el precio de la canasta de venta de productos se redujo US$6.0/barril frente al mismo periodo del año anterior, debido a menores precios internacionales a los cuales están referenciados los combustibles en Colombia.

Gas:

Durante el primer trimestre de 2014 los precios de venta disminuyeron US$5.4/barril equivalente, debido a un menor precio de comercialización de gas Guajira y Cusiana-Cupiagua, como resultado de la liberación de los precios del campo Guajira de acuerdo con la resolución CREG 088 del 15 de Agosto de 2013 y los nuevos contratos (con menores precios de referencia comparado con el primer trimestre de 2013) para los campos Cusiana-Cupiagua.

d. Estado de resultados

Estado de Resultados No Consolidado

(Millardos de COL$)	I trim. 14*	I trim. 13*	Cambio $	Cambio %
Ventas Locales	5,839.8	4,660.7	1,179.1	25.3%
Ventas al Exterior	8,752.8	8,248.2	504.6	6.1%
Ventas a Zona Franca	773.2	1,409.5	(636.3)	(45.1%)
Ventas de Servicios	375.9	453.4	(77.5)	(17.1%)
Ventas Totales	15,741.7	14,771.8	969.9	6.6%
Costos Variables	8,060.2	6,781.2	1,279.0	18.9%
Costos Fijos	1,885.8	1,731.0	154.8	8.9%
Costo de Ventas	9,946.0	8,512.2	1,433.8	16.8%
Utilidad Bruta	5,795.7	6,259.6	(463.9)	(7.4%)
Gastos Operativos	1,243.1	1,114.3	128.8	11.6%
Utilidad Operacional	4,552.6	5,145.3	(592.7)	(11.5%)
Ingresos/Gastos No operativos	371.0	151.2	219.8	145.4%
Provisión Impuesto de Renta	1,697.7	1,800.8	(103.1)	(5.7%)
Utilidad Neta	3,225.9	3,495.7	(269.8)	(7.7%)
Utilidad por Acción (COP$)	78.46	85.02	(6.56)	(7.7%)
EBITDA	7,704.6	7,746.0	(41.40)	(0.5%)
Margen EBITDA	49%	52%		

* No auditado

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

A continuación se presentan las explicaciones a las principales variaciones en resultados:

Los **ingresos operacionales** del primer trimestre de 2014 aumentaron 6.6% (+COL$969.9 millardos) a pesar de la reducción de 8.5% en el precio de venta promedio frente al mismo periodo de 2013, por efecto de:

- Devaluación en la tasa de cambio COL$/USD: +COL$1,551 millardos.
- Mayores volúmenes de venta de productos (+48.4 kbped): +COL$378 millardos.
- Menor precio de la canasta promedio de ventas en US$8.5/Barril: -COL$882 millardos.

El **costo de ventas** del primer trimestre de 2014 creció 16.8% frente al mismo periodo de 2013. Se anota que este primer trimestre no es comparable en este aspecto con el primer tirmestre del año 2013 ya que el año anterior para cierre de marzo solo había ingresado el esquema de centro de beneficios con Ocensa, el modelo Cenit inició solo a partir de abril.

- **Costos variables**: aumento de 19% (+COL$1,279 millardos), comparado con el primer trimestre del año anterior como resultado de:

  a) Incrementos en:

  o Costo de transporte de hidrocarburos (+COL$674 millardos) debido a: 1) pago de tarifas de transporte por oleoducto y poliducto a Cenit, 2) pago de tarifa de transporte por oleoducto a Bicentenario, 3) mayor costo pagado por tarifa de transporte por oleoducto a Ocensa y Oleoducto de Colombia por cambio del modelo de negocio de centro de costo a centro de beneficio con tarifas reguladas por el Ministerio de Minas el cual entró en vigencia en Febrero de 2013 y 4) mayor utilización de carrotanques para el transporte de diluyente y crudos.

  o Compras de crudo, gas y productos (+COL$124 millardos) debido al efecto neto de:

    ▪ Devaluación de 11.9% de la tasa de cambio promedio acumulada del año frente a la tasa promedio del mismo periodo del año 2013: +COL$568 millardos

    ▪ Efecto neto por menor precio promedio de compra de –US$6.4/Bl debido al comportamiento de los precios internacionales de referencia: -COL$445 millardos

  o Amortización y Agotamiento de campos ocasionada por el aumento de la inversiones realizadas en el año 2013 y lo corrido del año 2014: +COL$113 millardos.

  o Variación del delta de inventarios que corresponde a mayores ventas en el primer trimestre de 2014 (5% más que el mismo periodo de 2013): +COL$299 millardos.

  b) Reducción en:

  o Materiales de proceso para tratamiento como químicos y catalizadores así como menor consumo de energía ocasionados por la disminución en la producción de campos con operación directa frente al mismo periodo de 2013: -COL$14 millardos.

- **Costos fijos:** aumento de 9% (+COL$155 millardos) como resultado de:

  a) Incrementos en:

  o Servicios Contratados: mayores costos de servicios profesionales por contratos de TI, contratos asociados al plan de integridad, incremento en costos de vigilancia y otros servicios: +COL$77 millardos

  o Mantenimientos en oleoductos y pozos: +COL$71 millardos.

- o Costos Laborales por incremento en la planta de personal y ajuste salarial del 3.7% desde julio de 2013, acompañado de incrementos por políticas de retención: +COL$41 millardos.
- o Servicios Contratados Asociación: +COL$32 millardos.

b) Reducciones en:

- o Depreciaciones por el traspaso de los activos de transporte a Cenit en abril de 2013: -COL$41 millardos.

Los **gastos operativos** presentan incremento frente al mismo periodo del año anterior en COL$128 millardos (+11%), principalmente por efecto de:

- Mayores gastos exploratorios por: +COL$176 millardos.
- Menores provisiones: -COL $32 millardos.
- Otros (principalmente disminución en amortización de intangibles): -COL$16 millardos.

El **margen operacional** del primer trimestre de 2014 fue 29% frente a 35% del mismo periodo en 2013.

La **utilidad no operacional** mejoró en COL$219.7 millardos, como resultado neto de:

- Mayor utilidad en sociedades: +COL$470 millardos. Según el método de participación, se registraron COL$624 millardos de utilidad en el primer trimestre de 2014 comparados con COL$154 millardos en el primer trimestre de 2013. Este aumento fue el resultado de:
  - o Transporte (+COL$378 millardos): mayores ingresos por la aplicación de tarifas definidas por el Ministerio de Minas y Energía en Ocensa y en el Oleoducto de Colombia.
  - o Exploración y Producción (+COL$73 millardos): Principalmente por Equion Energía Limited (+COL$58 millardos) y Hocol S.A. (+COL$12 millardos) por incremento en la producción y volúmenes vendidos.
  - o Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (+COL$16 millardos): menores pérdidas del segmento por utilidad registrada en Propilco de COL$2 millardos frente a pérdidas de COL$9 millardos del mismo trimestre del año anterior y Bioenergy mayores utilidades originadas en los ingresos no operacionales de COL$6 millardos (multa aplicada a un contratista).

Método de Participación: Utilidad por Segmento

(Millardos de COL$)

	I trim. 2014	I trim. 2013
Exploración y Producción	123.0	50.0
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	(111.0)	(128.0)
Transporte	594.0	216.0
Corporativo	18.0	16.0
Total	**624.0**	**154.0**

- Menores gastos en salud y educación de jubilados: +COL$21 millardos.

- Diferencia en cambio negativa resultado de devaluación en lo corrido del 2014 (valoración del saldo de obligaciones y posición neta en dólares): -COL$143 millardos.
- Menor valor del portafolio de inversiones en títulos valores: -COL$52 millardos.
- Mayores gastos de intereses por efecto de nuevos créditos en 2013: -COL$62 millardos.
- Menores dividendos recibidos en 2014 frente a 2013: -COL$12 millardos.

La disminución de 5.7% (+COL$103 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** en el primer trimestre de 2014 frente al mismo trimestre de 2013 se explica principalmente por la menor utilidad presentada en el trimestre, la tasa efectiva de tributación fue de 34.5%, superior en 0.5 puntos a la tasa efectiva del primer trimestre de 2013.

Finalmente, la utilidad neta del trimestre alcanzó COL$3,225.9 millardos, 7.7% inferior que el primer trimestre de 2013. El **EBITDA** disminuyó 0.5% frente al primer trimestre de 2013, y el **margen EBITDA** fue de 49%, comparado con 52% del primer trimestre del año anterior.

e. Posición de caja

Millardos de COL$*	I trim. 2014	I trim. 2013
Caja inicial	5,105.4	10,693.1
Caja generada por la operación (+)	15,461.0	14,799.4
Caja consumida en la operación (-)	(11,396.4)	(10,284.8)
Inversiones diferentes de adquisiciones (-)	(3,104.8)	(2,980.9)
Adquisiciones (-)	-	-
Pago de dividendos (-)	(1,309.9)	(3,915.4)
Capitalización (+)	-	-
Contratación de deuda (+)	84.6	-
Otros ingresos (+/-)	313.2	173.1
Diferencia en cambio (+)	185.8	104.1
Caja final	5,338.9	8,588.6

*Para efectos de presentación, los saldos en dólares se convierten a pesos mensualmente con la tasa de cambio promedio. La caja inicial de cada trimestre se calcula con la tasa promedio del primer mes y la caja final con la tasa promedio del último mes del respectivo trimestre.

A 31 de marzo de 2014 Ecopetrol disponía de COL$5,339 millardos en efectivo e inversiones de portafolio (35.8% denominados en dólares de los Estados Unidos).

f. Balance general

Balance General No Consolidado Millardos de COL$	Marzo 31, 2014	Diciembre 31, 2013	Cambio $	Cambio %
Activos corrientes	22,967.4	21,744.4	1,223.0	5.6%
Activos no corrientes	92,689.5	92,296.8	392.7	0.4%
Total Activos	115,656.9	114,041.2	1,615.7	1.4%
Pasivos corrientes	27,236.2	18,562.9	8,673.3	46.7%
Pasivos no corrientes	23,952.1	23,683.8	268.3	1.1%
Total Pasivos	51,188.3	42,246.7	8,941.6	21.2%
Patrimonio	64,468.6	71,794.5	(7,325.9)	(10.2%)
Total Pasivo y Patrimonio	115,656.9	114,041.2	1,615.7	1.4%
Cuentas de orden deudoras	137,518.3	132,941.5		
Cuentas de orden acreedoras	98,985.3	97,288.0		

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

En el primer trimestre de 2014 los activos se incrementaron en +COL$1,615.7 millardos debido principalmente a:

a) El activo corriente se incrementó en +COL$1,223.0 millardos:

- Mayores anticipos, avances y depósitos (+COL$756.6 millardos) originados especialmente por: 1) anticipos y auto retenciones impuesto de industria y comercio, impuesto a las ventas e impuesto sobre la renta para la equidad –CREE- a entidades oficiales por +COL$611.7 millardos, y 2) anticipos por servicios de transporte de hidrocarburos +COL$69.7 millardos.
- Incremento en cuentas por cobrar (+COL$465.9 millardos): 1) dividendos y participaciones por +COL$767.7 millardos, y 2) menores cuentas por cobrar por cartera comercial de –COL$323.3 millardos.
- Efecto neto por reducción de inversiones temporales (-COL$32.1 millardos) por redención y venta de títulos para atender los requerimientos de liquidez de abril en moneda local, principalmente para pago de dividendos.

b) El activo no corriente se incrementó en COL$392.7 millardos, como resultado de:

- Incremento en inversiones permanentes +COL$1,501 millardos por: 1) inversiones patrimoniales renta variable +COL$1,361 millardos donde se destacan las capitalizaciones realizadas durante el trimestre a Andean Chemical por +COL$537 millardos, Refinería de Cartagena +COL$289 millardos, Ecopetrol Global Energy +COL$109 millardos; 2) mayores inversiones a largo plazo; y 3) constitución de títulos valores por +COL$24 millardos.
- Amortizacion del Impuesto al Patrimonio y Sobretasa para el año 2014 por –COL$476.4 millardos.
- Disminución de otros activos –COL$166 millardos ocasionados por: 1) Amortizaciones del crédito mercantil (–COL$57.9 millardos); y 2) disminución de intangibles por traslado de cesión de derechos a Cenit Transporte de Hidrocarburos (–COL$90 millardos).
- Disminución de Recursos Naturales y del Medio Ambiente (-COL$454.6 millardos), como resultado neto de la amortización de campos por -COL$881 millardos y compensado en parte con las capitalizaciones y adiciones de recursos naturales por +COL$426 millardos, principalmente en los campos: Pauto, Rubiales, Cusiana, Caño Limón, Quifa Suroeste, Castilla Norte, Infantas, Castilla, Cupiagua, y Peguita.

Al cierre del primer trimestre el pasivo representó el 44% de los activos, reflejando un incremento de COL$8,941 millardos, debido esencialmente a:

- Mayores cuentas por pagar +COL$8,494.9 millardos, principalmente por la causación de dividendos por pagar a los accionistas los cuales ascienden a COL$10,690 millardos. Este incremento se compensó en parte con el último desembolso por dividendos del 2012 realizado a la Nación en enero 2014 por -COL$1,309 millardos.
- Mayores impuestos, contribuciones y tasas +COL$367 millardos principalmente por el incremento de la provisión del impuesto de renta +COL$331 millardos (en febrero se pagó primera cuota del impuesto de renta -COL$1,367 millardos).

- Incremento en obligaciones financieras (+COL$262.1 millardos): 1) desembolso adicional de crédito con Eximbank por +COL$85.9 millardos y 2) efecto por diferencia en cambio principalmente en bonos internacionales +COL$145.9 millardos.
- Disminución de obligaciones financieras del corto plazo -COL$134 millardos debido a: 1) pago de la primera cuota de intereses del bono emisión internacional 2013 por COL$146 millardos; 2) pago de intereses de los bonos emitidos en el año 2013 por –COL$31 millardos; 3) causación de intereses del trimestre de obligaciones financieras +COL$79 millardos.

El patrimonio ascendió a COL$64,468.6 millardos, con una disminución de COL$7,325.9 millardos con respecto a diciembre de 2013. Ésta obedeció principalmente a la aprobación en la Asamblea General de Accionistas del proyecto de distribución de utilidades de 2013 por COL$10,690 millardos, compensado con las utilidades generadas en el trimestre por COL$3,325.9 millardos.

II. Resultados Financieros Consolidados[2]

a. Estado de Resultados y Balance General

Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL$	I trim. 14*	I trim. 13*	Cambio $	Cambio %
Ventas Locales	5,879.5	5,708.8	170.7	3.0%
Ventas al Exterior	11,735.0	10,479.5	1,255.5	12.0%
Ventas de Servicios	647.5	557.4	90.1	16.2%
Ventas Totales	18,262.0	16,745.7	1,516.3	9.1%
Costos Variables	8,431.1	7,756.8	674.3	8.7%
Costos Fijos	2,411.2	2,062.9	348.3	16.9%
Costo de Ventas	10,842.3	9,819.7	1,022.6	10.4%
Utilidad Bruta	7,419.7	6,926.0	493.7	7.1%
Gastos Operativos	1,536.9	1,372.1	164.8	12.0%
Utilidad Operacional	5,882.8	5,553.9	328.9	5.9%
Ingresos/Gastos No operativos	(230.6)	(31.6)	(199.0)	629.7%
Provisión Impuesto de Renta	2,111.2	1,994.8	116.4	5.8%
Interés minoritario	253.6	115.8	137.8	119.0%
Utilidad Neta	3,287.4	3,411.7	(124.3)	(3.6%)
EBITDA	7,793.0	7,596.5	196.5	2.6%
Margen EBITDA	43%	45%		

* No auditado

Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

Balance General Consolidado

Millardos de COL$	Marzo 31, 2014	Diciembre 31, 2013	Cambio $	Cambio %
Activos corrientes	30,406.0	28,509.0	1,897.0	6.7%
Activos de largo plazo	104,098.9	103,918.9	180.0	0.2%
Total Activos	134,504.9	132,427.9	2,077.0	1.6%
Pasivos corrientes	31,559.7	22,302.6	9,257.1	41.5%
Pasivos de largo plazo	35,161.0	34,432.4	728.6	2.1%
Total Pasivos	66,720.7	56,735.0	9,985.7	17.6%
Patrimonio	63,053.2	71,119.2	(8,066.0)	(11.3%)
Interés minoritario	4,731.0	4,573.7	157.3	3.4%
Total Pasivo y Patrimonio	134,504.9	132,427.9	2,077.0	1.6%
Cuentas de orden deudoras	157,551.7	152,210.7		
Cuentas de orden acreedoras	100,831.2	111,774.6		

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) del primer trimestre de 2014 provinieron de Hocol con COL$1,317.3 millardos, Refinería de Cartagena (Reficar) con COL$1,139.9 millardos, Cenit

[2] Para efectos de la consolidación del primer trimestre del año 2014, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol S.A. los de las siguientes subordinadas:

Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A., Hocol S.A., Hocol Petroleum Limited, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A., Comai, ODL Finance S.A., Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Pipelines Limited, Oleoducto de Colombia, Ocensa S.A., Reficar, Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Equión Energía Limited, Ecopetrol Global Capital SLU, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. (“Cenit”).

con COL$746.5 millardos, Ocensa con COL$699.6 millardos, Equión con COL$648.6 millardos, Propilco con COL$384.3 millardos y Bicentenario con COL$205.9 millardos.

A su vez, las **mayores utilidades** individuales de cada una de las compañías del grupo fueron en su orden las de Cenit con COL$593 millardos, Ocensa con COL$409 millardos, Equión con COL$168 millardos, Hocol con COL$104 millardos, Bicentenario COL$56 millardos y ODC con COL$ 57 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por América Inc. con -COL$64 millardos, Refinería de Cartagena con -COL$58 millardos y Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil con -COL$18 millardos.

Ecopetrol del Perú, Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil, Ecopetrol América y Bioenergy aún no reportan utilidad ya que se encuentran en etapa preoperativa o se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción (con excepción de Ecopetrol América).

En Transporte, la consolidación de todas las filiales se realiza a nivel de Grupo Empresarial. Por tanto, la información financiera presentada por Cenit corresponde a sus estados financieros individuales, reconociendo por método de participación las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial.

Mediante el método de participación patrimonial Offshore International Group generó utilidad por COL$13.5 millardos, Ecodiesel por COL$1 millardo, Transgas por COL$0.7 millardos e Invercolsa por -COL$0.3 millardos.

b. Resultados por segmentos

Resultados por Segmentos	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
Millardos de COL$	I trim. 14	I trim. 13	I trim. 14	I trim. 13	I trim. 14	I trim. 13	I trim. 14	I trim. 13	I trim. 14	I trim. 13
Ventas Locales	1,919.1	2,113.8	5,377.2	5,441.9	259.9	320.5	(1,676.8)	(2,167.4)	5,879.5	5,708.8
Ventas al Exterior	10,595.7	9,892.4	1,823.0	1,940.0	9.7	1.8	(693.4)	(1,354.8)	11,735.0	10,479.5
Ventas de Servicios	16.3	15.3	25.7	27.3	1,672.3	1,011.0	(1,066.9)	(496.2)	647.5	557.4
Ventas Totales	12,531.1	12,021.5	7,225.9	7,409.2	1,941.9	1,333.3	(3,437.1)	(4,018.4)	18,261.9	16,745.6
Costos Variables	5,452.7	4,676.4	6,401.2	7,052.2	121.0	79.8	(3,543.8)	(4,051.7)	8,431.1	7,756.8
Costos Fijos	1,318.2	1,122.4	454.6	385.3	638.4	555.2	-	0.0	2,411.2	2,062.9
Costo de Ventas	6,770.9	5,798.8	6,855.7	7,437.5	759.4	635.0	(3,543.8)	(4,051.6)	10,842.3	9,819.7
Utilidad Bruta	5,760.2	6,222.7	370.2	(28.3)	1,182.5	698.3	106.7	33.3	7,419.6	6,925.9
Gastos Operativos	1,071.9	793.1	344.4	339.8	120.7	239.3	(0.1)	(0.0)	1,536.9	1,372.1
Utilidad Operacional	4,688.3	5,429.6	25.8	(368.1)	1,061.8	459.0	106.8	33.3	5,882.7	5,553.8
Ingresos/Gastos No operativos	(83.2)	143.1	(104.8)	(134.3)	(46.8)	(29.8)	4.2	(10.7)	(230.6)	(31.6)
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(1,684.3)	(1,876.0)	39.3	75.1	(476.2)	(193.9)	10.0	-	(2,111.1)	(1,994.8)
Interés Minoritario	(82.5)	(26.4)	(0.3)	0.3	(170.7)	(89.6)	-	-	(253.6)	(115.8)
Utilidad Neta	2,838.3	3,670.3	(40.1)	(427.0)	368.1	145.7	121.0	22.6	3,287.4	3,411.6
EBITDA	6,268.5	7,058.9	360.4	(87.3)	1,057.7	592.2	106.4	32.7	7,793.0	7,596.5
Margen Ebitda	50.0%	58.7%	5.0%	(1.2%)	54.5%	44.4%	(3.1%)	(0.8%)	42.7%	45.4%

Exploración y Producción

Los ingresos del primer trimestre de 2014 crecieron 4% frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al aumento de 38 kbpd de volúmenes de crudo vendidos (581 kbpd en el primer trimestre de 2014 frente a 543 kbpd para el mismo periodo del año anterior) y al efecto de la devaluación del 11% en la tasa de cambio.

El costo de ventas del primer trimestre fue un 17% mayor debido a:

- Aumento de 17% en los costos variables por: a) la mayor compra de nafta debido a las menores entregas de la refinería de Barrancabermeja, b) mayores costos de transporte por el cambio de modelo a centro de beneficio con tarifas del Ministerio de Minas en Ocensa y Oleoducto de Colombia a partir de Febrero de 2013 y pago tarifa de transporte a Cenit que inició operación en Abril de 2013 y a Oleoducto Bicentenario que inicio operación en Noviembre de 2013, y c) mayor costo por amortización y agotamiento de campos, por el aumento en las inversiones realizadas en el año 2013 y lo corrido del año 2014.
- Aumento de 17% en los costos fijos, debido a mayores servicios a pozos en Caño Limón y al aumento en los costos de mantenimiento de subsuelo en Castilla y Chichimene.

Los gastos operativos aumentaron 35%, debido principalmente a:

- Contratación en el año 2014 de seguridad física para la protección de campos de producción.
- Mayor gasto por el servicio de descargaderos y llenaderos en lo corrido del año 2014 facturados por Cenit.
- Mayores gastos de estudios y proyectos por incremento en las actividades de exploración.

Como resultado final, la utilidad neta del segmento disminuyó 23% frente al primer triemestre de 2013.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del primer trimestre de 2014 disminuyeron 2% frente al mismo periodo del año anterior. Este resultado obedeció principalmente a menores precios de combustibles, en línea con los precios internacionales, y a menor volumen vendido de Reficar debido a la apagada programada de la refinería de Cartagena.

El costo de ventas del segmento decreció 8% debido a menor precio de materia prima (crudo y productos importados). Se observó un incremento de 18% en los costos fijos por mayor registro de IVA no descontable y por mayor depreciación debido a capitalizaciones en proyectos de la Refinería de Barrancabermeja.

Los gastos operativos durante el primer trimestre del año 2014 crecieron 1.4% comparado con el mismo periodo del año anterior, el componente principal son los impuestos y en particular el de patrimonio.

Como resultado el segmento presentó una pérdida neta menor en 91% respecto al año anterior.

Transporte

Los ingresos del primer trimestre de 2014 se incrementaron 46%, debido principalmente al cambio del modelo de negocio de Ocensa y ODC (Oleoducto de Colombia), pasando ambas compañías de ser centros de costos a ser centro de beneficio. Adicionalmente, la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario en el mes de noviembre de 2013 incrementó los ingresos del segmento en aproximadamente COL$0.2 billones en el primer trimestre de 2014.

El costo de ventas del segmento se incrementó en 20%, debido a mayores costos variables asociados a mayores volúmenes transportados principalmente de crudos pesados. Por su parte los costos fijos aumentaron 15%, debido a la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario en el mes de Noviembre de 2013 y al incremento de actividades de mantenimiento de la infraestructura

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta del segmento comparada con el primer trimestre del año anterior tuvo una variación positiva de COL$222 millardos.

III. Resultados Operativos

a. Inversiones

Inversiones realizadas por Ecopetrol:

Inversiones (US$ millones)
I. trim 2014

Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias**	Total	Peso de cada segmento
Producción	585.3	87.0	672.3	43.0%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	49.3	449.0	498.3	31.9%
Exploración	83.5	140.0	223.5	14.3%
Transporte	10.7*	146.0	156.7	10.0%
Corporativo	12.9	0.0	12.9	0.8%
Suministro y Mercadeo	0.3	0.0	0.3	0.0%
Total	**742.0**	**822.0**	**1,564.0**	**100.0%**

* Estas inversiones se recuperan como costos que Cenit reembolsa a Ecopetrol
** Prorrateadas por la participación de Ecopetrol

Durante el primer trimestre de 2014 el Grupo Empresarial realizó inversiones por US$1,564.0 millones, de los cuales 47.4% se invirtió en Ecopetrol S.A. y 52.6% en filiales y subsidiarias.

Las inversiones realizadas fueron destinadas esencialmente a los siguientes segmentos:

1. Producción: actividades de perforación especialmente en la región de la Orinoquía, y construcción de facilidades principalmente en los campos Castilla, Chichimene y Rubiales.
2. Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: avance del Proyecto de Modernización de la Refinería de Cartagena.
3. Exploración: adquisición de información a través de programas sísmicos y perforación de pozos exploratorios, estratigráficos y delimitadores.
4. Transporte: trabajos de optimización de la capacidad de transporte del oleoducto Caño Limón – Coveñas y construcción de facilidades principalmente en el Sistema San Fernando Monterrey, en la estación Ayacucho y en el Oleoducto Bicentenario.

b. Exploración

<u>Exploración en Colombia (Ecopetrol S.A. y Hocol S.A.):</u>

Perforación en Colombia de Pozos A3
I. trim 2014

Compañía	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
Ecopetrol S.A.	5	1	2	2
Hocol S.A.	2	0	0	2
Total	**7**	**1**	**2**	**4**

*éxito geológico

Además de la perforación de los siete pozos exploratorios (A3), durante el primer trimestre de 2014 se perforaron cinco pozos estratigráficos y dos delimitadores (A1). A continuación

se presenta el detalle del pozo exploratorio exitoso perforado durante el primer trimestre de 2014:

Trimestre	Cuenca	Operador	Bloque	Nombre
1	Llanos	Ecopetrol S.A.	Caño Sur	Tibirita-1A

Exploración Internacional:

Ecopetrol America Inc:

Durante el primer trimestre de 2014 se inició la perforación del pozo Aleatico #1 el cual fue taponado y abandonado por problemas operacionales. Al finalizar el trimestre la compañía se encontraba perforando cuatro pozos exploratorios: Deep Nansen (iniciado en 2013, operado por Anadarko y en el cual Ecopetrol tiene una participación del 15%), Aleatico #2 (operado por Shell y en el cual Ecopetrol tiene una participación del 28.5%), León (operado por Repsol y en el cual Ecopetrol tiene participación del 40%), y el pozo K2 Exploration Tail (operado por Anadarko y en el cual Ecopetrol tiene participación del 9.2%).

Ecopetrol América presentó propuestas competitivas para 11 bloques en la ronda “Central Planning Area Lease Sale /231” que se celebró en Nueva Orleans (EE.UU.). La compañía se presentó en siete bloques junto con Murphy Exploration and Production - USA, y en cuatro bloques junto con Murphy Exploration and Production - USA y Venari Offshore LLC.

c. Producción

Producción Bruta* Ecopetrol S.A. incluida su participación en filiales y subsidiarias

Ecopetrol S.A. (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	587.8	620.1	(5.2%)	(32.3)
Gas natural**	129.3	124.4	3.9%	4.9
Total	**717.1**	**744.5**	**(3.7%)**	**(27.4)**

Hocol (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	22.5	21.5	4.7%	1.0
Gas Natural	0.2	0.0	N.A.	0.2
Total	**22.7**	**21.5**	**5.6%**	**1.2**

Savia (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	6.0	5.5	9.1%	0.5
Gas Natural	0.5	0.2	150.0%	0.3
Total	**6.5**	**5.7**	**14.0%**	**0.8**

Equion (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	9.9	11.0	(10.0%)	(1.1)
Gas Natural	7.7	6.5	18.5%	1.2
Total	**17.6**	**17.5**	**0.6%**	**0.1**

Ecopetrol America-K2 (kbped)	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	1.6	1.4	14.3%	0.2
Gas Natural	0.2	0.2	0.0%	0.0
Total	**1.8**	**1.6**	**12.5%**	**0.2**

Ecopetrol S.A. incluida participación en filiales y subsidiarias	I. trim. 14	I. trim. 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	627.8	659.5	(4.8%)	(31.7)
Gas Natural	137.9	131.3	5.0%	6.6
Total	**765.7**	**790.8**	**(3.2%)**	**(25.1)**

* La producción bruta incluye regalías

** La producción de gas incluye productos blancos

Durante el primer trimestre de 2014 la producción del Grupo Empresarial disminuyó 3.2% como consecuencia de: 1) dificultades operacionales asociadas a paros de comunidades y socializaciones con comunidades, 2) atentados a la infraestructura de transporte y paradas no programadas y 3) retrasos en el desarrollo de facilidades en proyectos clave.

Producción de Ecopetrol S.A. por tipo de crudo:

Producción Crudo - Por tipo de crudo*
kbpd

	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Liviano	46.0	52.3	(12.0%)
Medio	210.7	218.7	(3.7%)
Pesado	331.1	349.1	(5.2%)
Total	**587.8**	**620.1**	**(5.2%)**

* No incluye filiales

Costo de levantamiento de Ecopetrol S.A.:

El indicador de costo de levantamiento por barril equivalente producido para Ecopetrol S.A. en el primer trimestre de 2014 fue de US$9.72 (basado en la metodología aprobada por la SEC, la cual no incluye las regalías en la estimación de costo por barril), aumentó US$0.34 por barril comparado con el mismo periodo del año anterior, como efecto neto de:

- Mayores costos (+US$1.27/ barril) debido a: 1) aplicación de cláusula de precios altos que incrementa la participación de los costos en operaciones asociadas, 2) manejo y disposición de agua, y 3) mantenimiento de pozos.
- Mayores costos (+US$0.22 / barril) debido al menor volumen producido.
- Menores costos (-US$1.15/ barril) por efecto de la devaluación de la tasa de cambio COP/USD.

d. Refinación

d.1) *Refinería de Barrancabermeja:*

	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Carga* (kbdc)	223.2	216.8	3.0%
Factor de utilización (%)	81.9%	79.9%	2.5%

* Corresponde a los volumenes efectivamente cargados, no a los recibidos

Tanto la carga como el factor de utilización de la refinería de Barrancabermeja en el primer trimestre de 2014 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior debido a una mayor disponibilidad de crudos livianos segregados y a la estabilidad operacional de las unidades de proceso.

El avance del proyecto de modernización al cierre del primer trimestre del año 2014 fue de 18.4%. La ingeniería detallada logró un avance de 7.7% y las compras de materiales y contratación de servicios un 12.1%.



El Plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó un avance del 86% a marzo 31 de 2014, destacándose la continuidad en las obras de construcción de la Unidad de Cogeneración, la cual se estima esté en servicio en el primer trimestre de 2015.

Costos y márgenes de la Refinería de Barrancabermeja:

El indicador de costo operativo de caja de la refinería para el primer trimestre del año 2014 fue de US$5.71 por barril, US$0.59 por barril menos que el mismo periodo del año anterior, como efecto de:

- Devaluación del peso colombiano frente al dólar de EE.UU.: -US$0.67 por barril.
- Menores costos asociados a una mayor carga en la refinería: -US$0.17 por barril.
- Mayores costos operativos asociados a mayor carga: +US$0.25 por barril.

	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	16.3	15.6	4.5%

El margen bruto de refinación en el primer trimestre de 2014 aumentó frente al mismo periodo del año anterior debido a que los precios de los crudos cargados fueron menores que los precios de los productos.

d.2) *Reficar (Refinería de Cartagena):*

	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Carga* (kbdc)	42.3	75.7	(44.1%)
Factor de utilización (%)	21.6%	80.5%	(73.2%)

* Corresponde a los volumenes efectivamente cargados, no a los recibidos

La carga de la refinería en el primer trimestre de 2014 disminuyó como consecuencia de la apagada programada de la refinería actual desde el 3 de marzo.

La unidad de cracking y la unidad viscorreductora se mantuvieron apagadas mientras que la unidad de crudo se apagó en marzo para facilitar los trabajos de finalización y recibo de la nueva refinería en condiciones de seguridad operativa.

	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	4.8	6.0	(20.0%)

El margen bruto en el primer trimestre de 2014 disminuyó principalmente por la reducción en los rendimientos de productos más valiosos como diésel y gasolina (del 32% al 19% y del 35% a 29% respectivamente).

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance agregado del 88.9% al corte de marzo 31 de 2014 y los porcentajes de avance de los frentes del proyecto fueron:

Frente de Trabajo	Porcentaje
Ingeniería de detalle	100.0%
Compras	99.9%
Fabricación de módulos	100.0%
Construcción (inició en octubre 2011)	76.1%

e. Transporte

Volúmenes transportados (kbpd)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %
Crudos	952.5	956.3	(0.4%)
Refinados	247.6	238.1	4.0%
Total	**1,200.1**	**1,194.4**	**0.5%**

El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S y sus filiales, presentó una leve disminución de 0.4% respecto al primer trimestre del año anterior, debido principalmente a: 1) menores volúmenes transportados en los sistemas Ocensa y Oleoducto de Colombia asociado a una menor producción y 2) efecto en las operaciones de transporte de los atentados a los oleoductos Caño Limón – Coveñas y Transandino. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 74.9% correspondió a crudo de propiedad de Ecopetrol.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S y sus filiales durante el primer trimestre del año se incrementaron 4.0% frente al mismo periodo del año anterior, como consecuencia de un mayor volumen de nafta utilizado para diluir los crudos pesados transportados por el sistema Pozos Colorados – Galán. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 49.8% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Principales Proyectos:

San Fernando – Monterrey: Aumentó la capacidad de transporte de 225 a 280 kbpd.

Costo por barril transportado

El indicador de costo por barril trasportado de Ecopetrol para el primer trimestre del año 2014 fue de US$6.11 por barril, que al compararlo con el resultado para el mismo periodo del año anterior US$6.59 por barril, presentó una disminución de US$0.48 por barril, como resultado de:

- Menores costos debido a los mayores volúmenes transportados: -US$2.12/barril.
- Menores costos por efecto de la devaluación de la tasa de cambio : -US$0.73/barril.
- Mayores costos debido al nuevo modelo de centro de beneficios (anteriormente centro de costos) de los oleoductos: +US$3.33/barril.

IV. Consolidación Organizacional y Gobierno Corporativo

a. Consolidación organizacional

Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente):

Indicador HSE*	I. trim 2014	I. trim 2013
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.97	1.06
Incidentes ambientales	9	5

* Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones.

Ciencia y tecnología:

Durante el primer trimestre de 2014 la Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia otorgó dos patentes a Ecopetrol relacionadas con procesos para producir biocombustibles.

Reconocimientos:

- Por segundo año consecutivo, Ecopetrol obtuvo el primer lugar en la categoría Responsabilidad Social Empresarial en el Premio Accenture a la Innovación. (Enero 29 de 2014).
- Ecopetrol fue finalista entre las empresas más admiradas a nivel mundial por su gestión de conocimiento, ocupando la posición No. 26 entre 150 empresas nominadas, mejorando dos posiciones a nivel global frente al resultado del año anterior y tres posiciones entre las empresas nominadas de Oil & Gas. (Febrero 25 de 2014).

b. Responsabilidad corporativa

Inversión Social:

En el primer trimestre de 2014 se causaron recursos de inversión social por COL$5,685 millones, distribuidos así: 1) COL$2,975 millones para ciudadanía y democracia; 2) COL$2,362 millones para educación y cultura; y 3) COL$348 millones para competitividad regional.

Adicionalmente se alcanzaron resultados con convenios que venían en ejecución, destacándose:

- 214 familias beneficiarias por proyecto de suministro de agua potable en el corregimiento de Yarima, municipio de San Vicente de Chucurí.
- 289 personas formadas a través del programa Formación para el Futuro.
- 43 empresas fortalecidas, en Cartagena y Barrancabermeja.

Asamblea General de Accionistas:

El 26 de marzo de 2014 se llevó a cabo la Asamblea General de Accionistas con la participación de más de 12,000 accionistas. Entre los temas aprobados por la Asamblea se

destacan: 1) dictamen del revisor fiscal; 2) designación como revisor fiscal para la vigencia 2014 a la firma Pricewaterhouse Coopers; 3) aprobación de estados financieros no consolidados y consolidados a 31 de diciembre de 2013; 4) aprobación del proyecto de distribución de utilidades (dividendo de COL$260 por acción pagado en una cuota a los accionistas minoritarios a partir del 28 de Abril), y 5) elección de la Junta Directiva para el periodo 2014 – 2015, la cual quedó conformada de la siguiente manera:

Representantes de la Nación:

- Ministro de Hacienda y Crédito Público
- Ministro de Minas y Energía
- Directora del Departamento Nacional de Planeación

Miembros independientes:

- Gonzálo Restrepo López
- Joaquín Moreno Uribe
- Jorge Gabino Pinzón Sánchez
- Luis Fernando Ramírez Acuña
- Horacio Ferreira Rueda (representante de departamentos productores de hidrocarburos)
- Roberto Steiner Sampedro (representante de accionistas minoritarios)

V. Presentación de los resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos llamadas de conferencia para repasar los resultados del primer trimestre del año 2014:

Español	**Inglés**
Mayo 2, 2014	Mayo 2, 2014
10:00 a.m. Bogotá	11:30 p.m. Bogotá
11:00 a.m. Nueva York / Toronto	12:30 p.m. Nueva York / Toronto

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

Por favor acceder al sitio 10 minutos antes a fin de descargar el software necesario.

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con operaciones en Colombia, Brasil, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Sus subordinadas incluyen a las siguientes compañías: Andean Chemicals Limited, Bioenergy S.A, Bionergy Zona Franca S.A.S, Black Gold Re Ltd, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, COMAI, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A, Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol Capital AG, Ecopetrol Global Energy, Ecopetrol Global Capital S.L.U, Ecopetrol Pipelines International Limited, Equión Energía Limited, Hocol Petroleum Limited, Hocol S.A., ODL Finance S.A, Oleoducto de los Llanos Orientales S.A- ODL, PROPILCO, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Oleoducto Central S.A - Ocensa, Oleoducto de Colombia S.A, Refinería de Cartagena S.A, Santiago Oil Company y Colombia Pipelines Limited. Ecopetrol S.A. es una de las 50 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (88.5%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) bajo el símbolo (EC), y en la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía tiene tres segmentos de negocio: 1) exploración y producción, 2) transporte, y 3) refinación y petroquímica.

Declaraciones de proyección futura

Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

Información de Contacto:

Director de Relaciones con el Inversionista: Alejandro Giraldo
Teléfono: +571 234 5190; Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios: Jorge Mauricio Tellez
Teléfono: + 571 234 4329; Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

VI. Anexos Ecopetrol S.A.

Estado de Resultados
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	I trim. 2014*	I trim. 2013*	IV trim. 2013*
Ingresos			
Ventas Nacionales	5,839,825	4,660,719	5,327,057
Ventas al Exterior	8,752,838	8,248,181	8,898,526
Ventas a Zona Franca	773,156	1,409,533	1,116,503
Venta de Servicios	375,872	453,380	859,219
Total Ingresos	**15,741,691**	**14,771,813**	**16,201,305**
Costo de Ventas			
Costos Variables:			
Compras de hidrocarburos	2,907,044	3,297,233	3,159,294
Amortización y Agotamiento	919,104	806,166	131,765
Productos Importados	2,449,141	1,935,257	2,505,807
Servicios de Transporte de hidrocarburos	1,397,160	722,774	1,301,089
Variación de Inventarios y otros	387,720	19,775	291,099
Costos Fijos:			
Depreciación	316,032	357,472	314,770
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	662,653	553,378	925,995
Mantenimiento	364,203	293,248	697,358
Costos laborales	330,454	289,281	319,816
Otros	212,494	237,614	428,941
Total Costo de Ventas	**9,946,005**	**8,512,198**	**10,075,934**
Utilidad Bruta	**5,795,686**	**6,259,615**	**6,125,371**
Gastos Operacionales			
Administración	145,240	155,319	525,496
Gastos de comercialización y operación	852,658	889,945	1,278,968
Gastos de exploración	245,161	69,068	243,499
Utilidad Operacional	**4,552,627**	**5,145,283**	**4,077,408**
Ingresos (gastos) No Operacionales:			
Ingresos Financieros	1,314,483	819,014	712,519
Gastos Financieros	(1,296,101)	(590,878)	(642,464)
Gasto de intereses	(148,368)	(85,740)	(156,668)
Ingresos No Financieros	52,317	50,293	(59,813)
Egresos No Financieros	(175,992)	(195,163)	(188,587)
Resultados en sociedades	624,611	153,678	181,364
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	**4,923,577**	**5,296,487**	**3,923,759**
Provisión Impuesto de Renta	1,697,749	1,800,806	1,294,098
Interés minoritario			
Ganancia Neta	**3,225,828**	**3,495,681**	**2,629,661**
EBITDA	7,704,576	7,745,954	5,268,436
MARGEN EBITDA	49%	52%	33%
UTILIDAD POR ACCIÓN	$ 78.46	$ 85.02	$ 63.96

* No auditado
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014.



Estado de Resultados
Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	I trim. 2014*	I trim. 2013*	IV trim. 2013*
Ingresos			
Ventas Nacionales	5,879,480	5,708,771	5,981,860
Ventas al Exterior	11,734,951	10,479,493	11,128,813
Venta de Servicios	647,466	557,364	849,556
Total Ingresos	**18,261,897**	**16,745,628**	**17,960,229**
Costo de Ventas			
Costos Variables:			
Compras a Terceros	3,761,399	4,006,293	3,671,180
Amortización y Agotamiento	1,039,950	937,110	127,237
Productos Importados	3,066,189	2,545,075	3,306,441
Servicios de Transporte de hidrocarburos	350,642	294,235	339,308
Variación de Inventarios y otros	212,944	(25,896)	225,333
Costos Fijos:			
Depreciación	511,182	425,630	502,746
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	695,406	560,493	962,219
Mantenimiento	480,781	370,026	932,674
Costos laborales	351,956	309,644	340,484
Otros	371,853	397,111	610,716
Total Costo de Ventas	**10,842,302**	**9,819,721**	**11,018,338**
Utilidad Bruta	**7,419,595**	**6,925,907**	**6,941,891**
Gastos Operacionales			
Administración	297,961	224,431	701,340
Gastos de comercialización y operación	872,900	995,221	1,368,228
Gastos de exploración y proyectos	365,998	152,417	662,658
Utilidad Operacional	**5,882,736**	**5,553,838**	**4,209,665**
Ingresos (gastos) No Operacionales:			
Ingresos Financieros	1,569,986	927,055	861,896
Gastos Financieros	(1,542,513)	(707,739)	(759,597)
Gasto de intereses	(208,368)	(125,543)	(198,482)
Ingresos No Financieros	128,723	68,450	97,663
Egresos No Finacieros	(192,944)	(199,807)	(213,319)
Resultado en Sociedades	14,478	5,955	63,470
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	**5,652,098**	**5,522,209**	**4,061,296**
Provisión Impuesto de Renta	2,111,150	1,994,804	1,479,253
Interés minoritario	253,567	115,780	155,538
Ganancia Neta	**3,287,381**	**3,411,625**	**2,426,505**
EBITDA	7,792,966	7,596,480	4,901,448
MARGEN EBITDA	43%	45%	27%

Notas

* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014



Balance General

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A. Marzo 31 de 2014	Ecopetrol S.A. Diciembre 31 de 2013	Ecopetrol Consolidado Marzo 31 de 2014	Ecopetrol Consolidado Diciembre 31 de 2013
Activos				
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,722,884	3,901,277	9,511,484	8,841,438
Inversiones	615,537	1,469,255	1,330,673	1,659,308
Cuentas y documentos por cobrar	6,813,050	6,347,082	6,426,445	6,176,891
Inventarios	2,602,048	2,560,491	3,293,102	3,259,399
Otros	8,213,918	7,466,275	9,844,335	8,572,062
Total activos corrientes	**22,967,437**	**21,744,380**	**30,406,039**	**28,509,098**
Activos no corrientes				
Inversiones	36,719,227	35,218,103	1,693,845	1,587,598
Cuentas y documentos por cobrar	1,599,460	1,594,709	540,144	520,056
Propiedad, planta y equipo, neto	20,250,706	20,286,196	46,041,973	44,998,680
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	17,063,685	17,518,335	21,261,797	21,456,659
Recursos entregados en administración	315,737	314,395	390,556	478,745
Otros	16,740,718	17,365,110	34,170,558	34,877,158
Total activos no corrientes	**92,689,533**	**92,296,848**	**104,098,873**	**103,918,896**
Total activos	**115,656,970**	**114,041,228**	**134,504,912**	**132,427,994**
Pasivos y patrimonio				
Pasivos corrientes:				
Obligaciones financieras	207,877	342,410	748,134	774,559
Cuentas por pagar y vinculados	16,832,439	8,337,525	18,236,939	9,539,934
Pasivos estimados y provisiones	1,691,007	1,722,243	2,378,960	2,515,005
Otros	8,504,910	8,160,751	10,195,669	9,473,129
Total pasivos corrientes	**27,236,233**	**18,562,929**	**31,559,701**	**22,302,627**
Pasivos de largo plazo				
Obligaciones financieras	12,240,060	11,977,888	22,090,642	21,423,992
Obligaciones laborales a largo plazo	4,354,346	4,277,831	4,354,346	4,277,831
Pasivos estimados y provisiones	4,935,050	4,914,864	5,290,159	5,163,819
Otros	2,422,646	2,513,191	3,425,865	3,566,774
Total pasivos de largo plazo	**23,952,102**	**23,683,774**	**35,161,012**	**34,432,416**
Total pasivos	**51,188,335**	**42,246,703**	**66,720,713**	**56,735,043**
Interés minoritario			4,731,000	4,573,748
Patrimonio	**64,468,635**	**71,794,525**	**63,053,199**	**71,119,203**
Total pasivos y patrimonio	**115,656,970**	**114,041,228**	**134,504,912**	**132,427,994**
Cuentas de orden deudoras *	**137,518,284**	**132,941,485**	**157,551,650**	**152,210,701**
Cuentas de orden acreedoras *	**98,985,288**	**97,287,957**	**100,831,200**	**111,774,620**

Notas

* Bajo los principios contables aceptados en Colombia, estas cuentas representan hechos o circunstancias de los que pueden derivarse derechos u obligaciones y afectar a la Empresa. Sin embargo, estas cuentas de orden no se incluyen en el Balance General de la Empresa.

Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	I trim. 2014*	I trim. 2013*	IV trim. 2013*
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:			
Excedente del Ejercicio	**3,225,828**	**3,495,681**	**2,629,665**
Movimiento de partidas que no involucran efectivo			
Depreciación, agotamiento y amortización y Diferidos	1,329,428	1,260,275	529,107
Diferencia en Cambio	93,976	(48,617)	36,726
Impuesto de Renta diferido	-	-	(105,502)
Provisiones, neto	53,923	108,482	498,011
Baja en propiedades, planta y equipo	-	10,748	(1,381)
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	-	(37,246)
Pérdida en baja de crédito mercantil	-	-	353,012
Pérdida (utilidad) valoración de Inversiones	(1,556)	(153,678)	(1,567)
Pérdida (utilidad) método de participación	(624,611)	(150,045)	(181,363)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:	-	-	
Deudores	(337,296)	(1,113,724)	(3,370,805)
Inventarios	(43,158)	(393,163)	59,513
Diferidos y otros activos	659,193	408,111	24,589
Cuentas por pagar	(1,057,286)	(683,977)	(323,988)
Impuestos por pagar	297,434	263,469	2,547,861
Obligaciones laborales	(21,262)	(27,062)	(250,327)
Pasivos estimados y provisiones	(115,302)	20,686	423,039
Efectivo generado por actividades de operación	**3,459,311**	**2,997,186**	**2,829,344**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	1,764	-	45,648
Compra de inversiones	(1,471,607)	(3,473,540)	(548,191)
Dividendos Recibidos	-	-	17,559
Redención y venta de inversiones	1,002,920	4,046,184	2,399,603
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	-
Producto de la venta de recursos naturales	-	-	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(502,757)	(468,117)	(1,399,840)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(462,888)	(635,984)	(242,805)
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	**(1,432,568)**	**(531,457)**	**271,974**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Obligaciones financieras	61,299	(47,994)	172,235
Capitalizaciones	43	-	-
Dividendos	(1,309,852)	(3,915,436)	(6,118,116)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**(1,248,510)**	**(3,963,430)**	**(5,945,881)**
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**778,233**	**(1,497,701)**	**(2,844,563)**
Diferencia en Cambio del Efectivo y Equivalentes de Efectivo	43,374	22,556	(5,353)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	**3,901,277**	**5,260,111**	**6,751,193**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**4,722,884**	**3,784,966**	**3,901,277**

NOTAS:
* No auditado
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	I trim. 2014 *	I trim. 2013*	IV trim. 2013 *
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:			
Excedente del Ejercicio	**3,287,378**	**3,411,625**	**2,426,504**
Movimiento de partidas que no involucran efectivo			
Interés minoritario	253,567	115,780	155,537
Depreciación, agotamiento y amortización	1,728,028	1,674,653	685,147
Diferencia en Cambio	105,523	-	34,341
Provisión de impuesto de renta	(31,509)	-	(133,073)
Provisiones, neto	68,918	16,270	(6,133,358)
Perdida en propiedades, planta y equipo	95,955	10,748	352,314
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	-	(37,246)
Perdida en baja de Credito Mercantil	-	-	353,012
Pérdida (utilidad) valoración de Inversiones	(4,630)	-	15,163
Pérdida (utilidad) método de participación	(14,478)	(5,955)	(63,470)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:			
Deudores	(2,365,212)	(884,563)	(5,153,980)
Inventarios	(35,332)	(367,576)	(231,160)
Diferidos y otros activos	783,376	490,709	240,693
Cuentas por pagar	(732,271)	(799,255)	1,243,416
Impuestos por pagar	674,089	200,846	10,079,590
Obligaciones laborales	(42,479)	(49,479)	(238,567)
Pasivos estimados y provisiones y otros pasivos	(136,025)	272,022	253,524
Efectivo generado por actividades de operación	**3,634,898**	**4,085,825**	**3,848,387**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	-	-
Compra de inversiones	(783,790)	(3,451,649)	(5,933)
Dividendos recibidos	-	-	41,189
Redención y venta de inversiones	1,135,170	4,371,961	3,018,842
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	5,502	-	(4,963)
Producto de la venta de Recursos Naturales	-	-	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(927,620)	(866,406)	(1,991,233)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1,239,307)	(1,805,456)	(1,775,004)
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	**(1,810,045)**	**(1,751,550)**	**(717,102)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Interés minoritario	-	8,758	-
Obligaciones financieras	118,104	747,645	76,069
Capitalizaciones	43	-	-
Dividendos pagados	(1,341,273)	(3,848,860)	(5,956,948)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**(1,223,126)**	**(3,092,457)**	**(5,880,879)**
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	601,727	(758,182)	**(2,749,594)**
Diferencia en cambio del Efectivo y equivalentes de efectivo	68,319	-	(29,082)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	**8,841,438**	**7,940,690**	**11,620,114**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**9,511,484**	**7,182,508**	**8,841,438**

Notas
* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

Conciliación del Ebitda

Ecopetrol S.A.

COL$ Millones	I trim. 2014*	I trim. 2013 *	IV trim. 2013*
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA			
Utilidad neta	3,225,828	3,495,681	2,629,661
Depreciación, agotamiento y amortización	1,329,428	1,260,275	529,108
Intereses Netos	90,684	28,241	43,806
Intereses, Depreciación, amortización e Impuestos de Sociedades	722,156	510,851	517,340
Otros Impuestos	638,731	650,100	254,423
Provisión de renta	1,697,749	1,800,806	1,294,098
EBITDA NO CONSOLIDADO	**7,704,576**	**7,745,954**	**5,268,436**

Ecopetrol Consolidado

COL$ Millones	I trim. 2014*	I trim. 2013 *	IV trim. 2013*
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA			
Utilidad neta	3,287,381	3,411,625	2,426,505
Depreciación, agotamiento y amortización	1,728,028	1,479,308	776,589
Intereses Netos	126,435	71,544	50,790
Interes minoritario	(196,346)	(135,837)	(153,590)
Otros Impuestos	736,318	775,036	321,902
Provisión de renta	2,111,150	1,994,804	1,479,252
EBITDA CONSOLIDADO	**7,792,966**	**7,596,480**	**4,901,448**

* No auditado

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

VII. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias

Nota: Los estados financieros de las compañías subordinadas no se encuentran auditados.

Exploración y Producción

1. Hocol:

Estado de Resultados

Millardos de COP$	I trim. 2014	I trim. 2013
Ventas locales	22.5	0.1
Ventas de exportación	1,294.8	770.9
Ventas Totales	1,317.3	771.0
Costos Variables	975.1	516.6
Costos Fijos	128.1	88.8
Costo de Ventas	1,103.2	605.4
Utilidad Bruta	214.1	165.6
Gastos Operativos	45.8	22.6
Utilidad Operacional	168.3	143.0
Resultado no operacional, neto	(12.6)	(5.0)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	155.7	138.0
Impuesto de renta	51.3	46.6
Utilidad Neta	104.4	91.4
EBITDA TOTAL*	275.0	240.8
Margen EBITDA	20.9%	31.2%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	275.0	240.8

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

Balance General

Millardos de COP$	A Marzo 31, 2014	A Diciembre 31, 2013
Activos corrientes	1,413.7	1,131.9
Activos de largo plazo	2,377.0	2,394.0
Total Activos	3,790.7	3,525.9
Pasivos corrientes	1,228.8	1,080.5
Pasivos de largo plazo	238.8	236.6
Total Pasivos	1,467.6	1,317.1
Patrimonio	2,323.1	2,208.8
Total Pasivo y Patrimonio	3,790.7	3,525.9

2. Savia Perú:

Estado de Resultados

Millones de USD$	I trim. 2014	I trim. 2013
Ventas de exportación	93.3	88.3
Ventas Totales	93.3	88.3
Costos Variables	25.9	27.9
Costos Fijos	18.7	21.9
Costo de Ventas	44.6	49.8
Utilidad Bruta	48.7	38.5
Gastos Operativos	15.1	16.6
Utilidad Operacional	33.6	21.9
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	33.6	21.9
Impuesto de renta	90.0	5.8
Impuesto diferido	1.4	1.8
Utilidad Neta	23.2	14.4
EBITDA	51.4	43.6
Margen EBITDA	55%	49%

Balance General

Millones de USD$	A Marzo 31, 2014	A Diciembre 31, 2013
Activos corrientes	202.3	190.6
Activos de largo plazo	799.4	699.3
Total Activos	1,001.7	889.8
Pasivos corrientes	295.9	238.9
Pasivos de largo plazo	88.8	117.0
Total Pasivos	384.7	355.9
Patrimonio	617.0	534.0
Total Pasivo y Patrimonio	1,001.7	889.8

3. Equión:

Estado de Resultados

Millardos de COP$	I trim. 2014	I trim. 2013
Ventas locales	72.6	48.4
Ventas de exportación	576.0	389.7
Ventas Totales	648.6	438.1
Costos Variables	404.7	268.8
Costos Fijos	29.1	30.2
Costo de Ventas	433.8	299.0
Utilidad Bruta	214.8	139.1
Gastos Operativos	22.8	17.4
Utilidad Operacional	192.0	121.7
Resultado no operacional, neto	52.1	21.3
Utilidad (pérdida) antes de Impuestos	244.1	143.0
Impuesto de renta	75.7	89.1
Utilidad Neta	168.4	53.9
EBITDA TOTAL *	303.0	199.0
Margen EBITDA	46.7%	45.4%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	155.00	101.5

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

Balance General

Millardos de COP$	A Marzo 31, 2014	A Diciembre 31, 2013
Activos corrientes	2,536.0	1,981.2
Activos de largo plazo	1,845.2	1,850.6
Total Activos	4,381.2	3,831.8
Pasivos corrientes	1,217.8	848.8
Pasivos de largo plazo	186.5	172.9
Total Pasivos	1,404.3	1,021.7
Patrimonio	2,976.9	2,810.1
Total Pasivo y Patrimonio	4,381.2	3,831.8



Refinación y Petroquímica

1. Propilco:

Ventas (toneladas)	**I. trim 2014**	**I. trim 2013**
Polipropileno	91,033.4	86,000.6
Ventas Polipropileno comercializado COMAI	3,119.8	2,854.0
Comercialización Polietileno	5,218.3	3,908.3
Total	**99,371.5**	**92,762.9**

Estado de Resultados **Millardos de COP$**	**I trim. 2014**	**I trim. 2013**
Ventas locales	149.7	155.2
Ventas de exportación	234.6	159.5
Ventas Totales	384.3	314.7
Costos Variables	321.5	269.1
Costos Fijos	27.6	28.0
Costo de Ventas	349.1	297.1
Utilidad Bruta	35.2	17.6
Gastos Operativos	35.9	25.5
Utilidad Operacional	(0.7)	(7.9)
Resultado no operacional, neto	4.5	1.3
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	3.8	(6.6)
Provisión impuesto de renta	1.4	0.7
Utilidad Neta	2.4	(7.3)
EBITDA TOTAL*	22.7	15.0
Margen EBITDA	5.9%	4.8%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	22.7	15.0

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

Balance General

Millardos de COP$	**A Marzo 31, 2014**	**A Diciembre 31, 2013**
Activos corrientes	740.5	705.4
Activos de largo plazo	509.4	518.6
Total Activos	1,249.9	1,224.0
Pasivos corrientes	482.9	448.6
Pasivos de largo plazo	71.5	81.2
Total Pasivos	554.4	529.8
Patrimonio	695.5	694.2
Total Pasivo y Patrimonio	1,249.9	1,224.0

2. Reficar:

Ventas (kbdc)	I. trim 2014	I. trim 2013
Local	35.1	49.4
Exportación	38.9	51.6
Total	**74.0**	**101.0**

Precios de venta de ECP a Zona Franca* (US$/Bl)	I. trim 2014	I. trim 2013	Cambio %	Volumen Venta (kbped) I. trim 2014
Canasta Ventas Zona Franca de Crudos	102.1	108.5	(5.9%)	38.0
Canasta Ventas Zona Franca de Productos	98.0	103.0	(4.9%)	2.7
Canasta Ventas Zona Franca de Gas	30.8	33.1	(6.9%)	5.4

* Zona Franca = Incluye ventas a Reficar

Estado de Resultados

Millardos de COP$	I trim. 2014	I trim. 2013
Ventas locales	515.9	1,013.1
Ventas de exportación	624.0	925.1
Ventas Totales	1,139.9	1,938.2
Costos Variables	1,091.8	1,896.4
Costos Fijos	40.4	61.0
Costo de Ventas	1,132.2	1,957.4
Utilidad Bruta	7.7	(19.2)
Gastos Operativos	60.0	59.1
Utilidad Operacional	(52.3)	(78.3)
Ingresos No Operacionales	51.7	21.7
Gastos No Operacionales	(57.1)	(60.7)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(57.7)	(117.3)
Provisión impuesto de renta	0.7	0.6
Utilidad (Pérdida) Neta	(58.4)	(117.9)
EBITDA TOTAL*	6.7	(57.8)
Margen EBITDA	0.6%	(3.0%)
EBITDA PARA GRUPO ECP**	6.7	(57.8)

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
** Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

Balance General

Millardos de COP$	A Marzo 31, 2014	A Diciembre 31, 2013
Activos corrientes	1,472.8	1,842.2
Activos de largo plazo	13,964.4	13,059.3
Total Activos	15,437.2	14,901.5
Pasivos corrientes	971.0	1,322.4
Pasivos de largo plazo	9,576.1	9,014.3
Total Pasivos	10,547.1	10,336.7
Patrimonio	4,890.1	4,564.8
Total Pasivo y Patrimonio	15,437.2	14,901.5

Transporte

Cenit:

La información financiera presentada corresponde a Cenit individual, reconociendo el método de participación sobre las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial.

Estado de Resultados

Millardos de COP$	**I trim. 2014**	**I trim. 2013**
Ventas de servicios	746.5	-
Ventas Totales	746.5	-
Costos Variables	28.1	-
Costos Fijos	427.9	-
Costo de Ventas	456.0	-
Utilidad Bruta	290.5	-
Gastos Operativos	22.0	5.1
Utilidad Operacional	268.5	(5.1)
Resultado no operacional, neto	395.3	131.1
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	663.8	126.0
Provisión impuesto de renta	70.8	-
Utilidad Neta	593.0	126.0
EBITDA TOTAL*	756.8	126.1
Margen EBITDA	101.4%	0.0%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	756.8	126.1

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida bajo grupo empresarial ECP

Balance General

Millardos de COP$	**A Marzo 31, 2014**	**A Diciembre 31, 2013**
Activos corrientes	1,218.9	1,085.0
Activos de largo plazo	20,810.3	20,267.1
Total Activos	22,029.2	21,352.1
Pasivos corrientes	1,932.0	1,150.1
Pasivos de largo plazo	132.3	116.9
Total Pasivos	2,064.3	1,267.0
Patrimonio	19,964.9	20,085.1
Total Pasivo y Patrimonio	22,029.2	21,352.1

Biocombustibles

1. Ecodiesel

Ventas Totales (kbped)	**I. trim 2014**	**I. trim 2013**
Biodiesel	2.3	2.1
Glicerina	0.2	0.2
Total	**2.5**	**2.3**

Estado de Resultados

Millardos de COP$	**I trim. 2014**	**I trim. 2013**
Ventas locales	78.2	66.2
Ventas de servicios	-	-
Ventas Totales	78.2	66.2
Costos Variables	66.7	55.5
Costos Fijos	-	-
Costo de Ventas	66.7	55.5
Utilidad Bruta	11.5	10.7
Gastos Operativos	2.8	2.2
Utilidad Operacional	8.7	8.5
Resultado no operacional, neto	(0.5)	(1.3)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	8.2	7.2
Provisión impuesto de renta	1.4	0.3
Utilidad Neta	6.7	6.9
EBITDA Millardos de COP$	10.2	9.9
Margen EBITDA	13.0%	14.9%

Balance General

Millardos de COP$	**A Marzo 31, 2014**	**A Diciembre 31, 2013**
Activos corrientes	68.2	66.7
Activos de largo plazo	89.0	80.5
Total Activos	157.2	147.2
Pasivos corrientes	55.6	63.9
Pasivos de largo plazo	29.9	45.8
Total Pasivos	85.4	109.7
Patrimonio	71.8	37.5
Total Pasivo y Patrimonio	157.2	147.2